



# Reprogramación Estacional (PES) Noviembre - Abril 2017

*ADME Enero 2017  
Montevideo - Uruguay.*

En la elaboración de esta Reprogramación Estacional trabajaron:

*Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:  
María Cristina Alvarez, Lorena Di Chiara y Ruben Chaer.*

*Por UTE, en el marco del Contrato de arrendamiento de Servicios:  
Milena Gurin, Valentina Groposo, Gabriela Gaggero, Martín Pedrana y Hernán Rodrigo  
de la unidad PEG de UTE-Melilla.*

Fecha: 20/01/2017

Última actualización: 20/01/2017

## 1. Resumen Ejecutivo

El objetivo del presente informe es presentar los resultados de una Reprogramación Estacional para el período enero 2017 - abril 2017.

Fue necesario realizar una Reprogramación de la Programación Estacional vigente debido a que cambiaron las siguientes hipótesis:

1. Atraso en la entrada en servicio del ciclo combinado, en particular de la primera turbina que estaba previsto entrara en servicio enero 2017
2. Aumento en los precios del petróleo y sus derivados. El precio del barril de petróleo se incrementó de 45USD/bbl a 52USD/bbl.

La variabilidad del precio del barril de petróleo se modela como un proceso estocástico con los pronósticos de corto plazo de la EIA de Enero de 2017 con valor inicial de 52 USD/bbl. El modelo se describe en el Anexo I: Calibración del modelado estocástico CEGH del índice de precio de Petróleo.

Se utilizan los mismos modelos estocásticos de aportes hidrológicos, de series de viento y radiación solar de la Programación Estacional Noviembre 2016 – Abril 2017.

## 2. Entrada en servicio del Ciclo Combinado

Se actualizaron las fechas de entrada del ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre:

Potencia por turbina (MW)		04/03/2017	01/07/2017	30/09/2017	01/12/2018	16/02/2019
TG1:	173	50%	60%	80%	80%	85%
TG2:	173	0%	50%	80%	80%	85%
TV:	185	0%	0%	0%	50%	85%

## 3. Principales resultados.

En esta sección se muestran los principales resultados aplicables a la operación del período Enero - Abril 2017. En el sitio web de ADME está disponible la Sala SimSEE utilizada que permitirán el seguimiento de la operación durante el período.

Al igual que en el estudio de Programación Estacional Noviembre 2016 – Abril 2017, a los efectos de la valorización de los recursos para el despacho interno se ha considerado la posibilidad de exportación a un precio muy bajo (0.1 USD/MWh) de forma que solo se produce exportación de excedentes hidráulicos, eólicos y solares.

### 3.1. Cota del lago de Rincón de Bonete.

La Fig. 1 muestra la evolución de la cota del lago de Rincón de Bonete (Terra) en valor esperado y para diferentes cortes de probabilidad. Como se puede apreciar con probabilidad de excedencia 5% la trayectoria del lago se mantiene por debajo de 80 metros durante el período de estudio. El final del período (Abril 2017), con probabilidad 50% se encuentra en 77 metros y con probabilidad 90% en valores del cercanos a 73 metros.

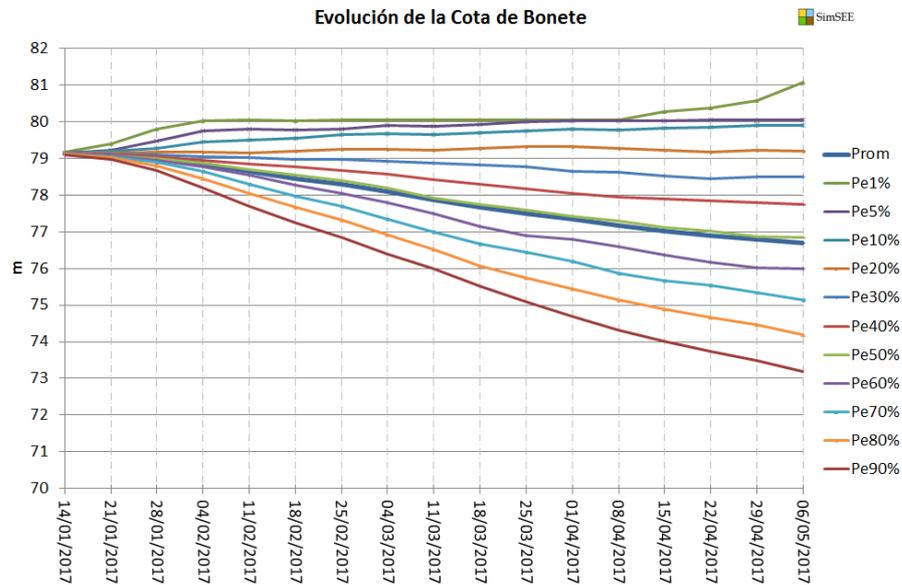


Fig. 1: Evolución de la cota de Bonete.

### 3.2. Costo Marginal.

En la Fig. 2 se muestra la evolución proyectada del costo marginal semanal del sistema en promedio y con diferentes cortes de probabilidad. Como se puede apreciar en todo el período el costo marginal semanal en valor esperado presenta valores menores a 60 USD/MWh.

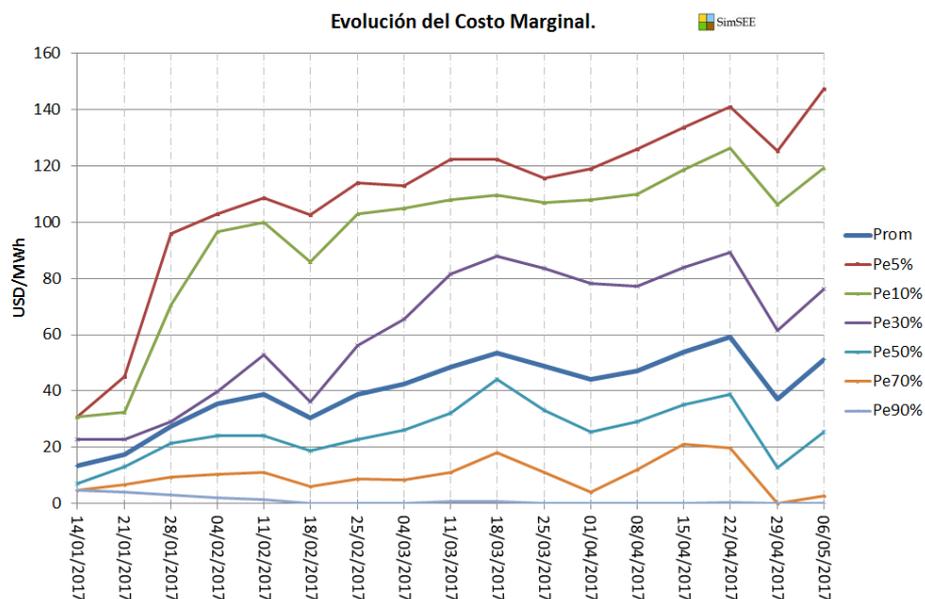


Fig. 2: Evolución del costo marginal del sistema.

### 3.3. Despacho promedio.

La Fig.3 muestra el despacho en valor esperado por fuente de generación en el período estacional. El valor esperado de los excedentes exportables de costo variable nulo son del orden del 9% de la demanda.

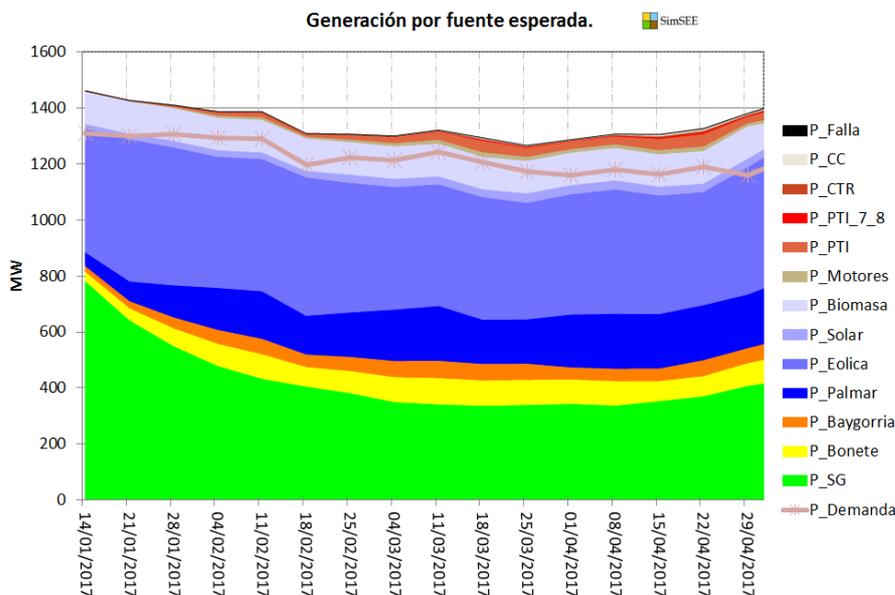


Fig. 3: Generación por fuente esperada.

### 3.4. Probabilidad ocurrencia de cortes de energía (Falla 3+4).

La Fig.4 se muestra los cortes de probabilidad de la energía acumulada de la suma de las fallas 3 y 4 para el conjunto de crónicas simuladas. Como se puede apreciar, ni siquiera para el 1% de las crónicas simuladas se observa energía de falla acumulada 3+4.

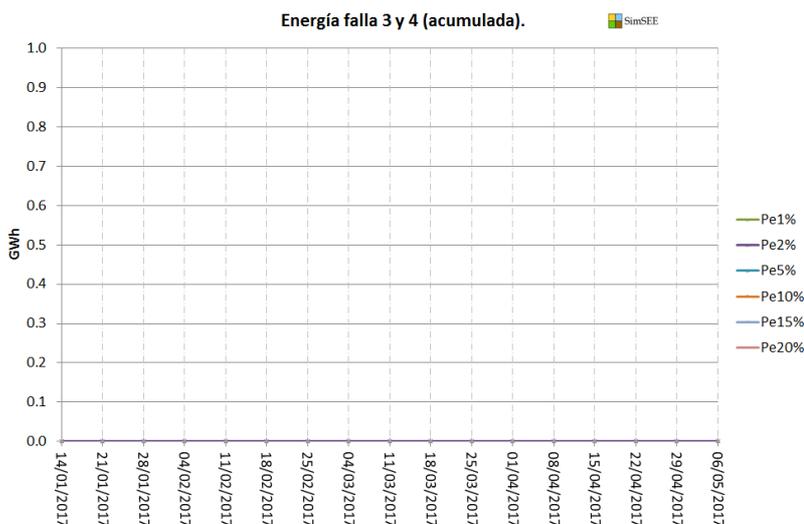


Fig. 4: Energía acumulada de falla 3 + 4 según cortes de probabilidad.

### 3.5. Costo Total.

El objetivo principal de la Programación Estacional es dar una valorización al agua del lago de Rincón de Bonete y disponer de una estimación de los costos operativos y consecuentemente una proyección del costo marginal de generación. En forma adicional, se incluye una estimación de los costos a nivel de generación para disponer de una referencia que debe ser considerada como tal. Para ello se asumen los siguientes valores para los pagos a nivel de generación:

- Generación distribuida de biomasa que incluye UPM: Pago por energía 90 US\$/MWh.
- Generación eólica: Pago por energía 71 US\$/MWh.
- Generación solar: Pago por energía 93 US\$/MWh.
- Generación hidroeléctrica: Pago por energía 10 USD/MWh.
- Pago por potencia puesta a disposición de la generación térmica de 12 USD/MWh.
- Los escalones de falla se valoran según decreto vigente.
- Los excedentes exportables de origen hidráulico, eólico y solar se consideran como un ingreso de 6,3 U\$/MWh.

La Fig. 5 muestra la monótona del costo total operativo para el período desde el 14 de Enero al 30 Abril 2017.

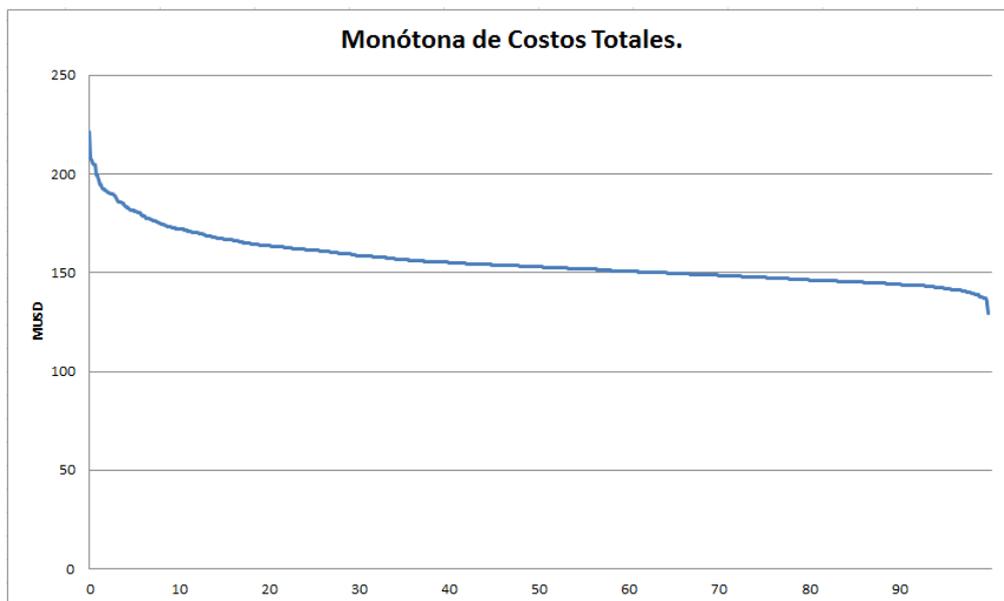


Fig. 5: Costos Totales Operativos del período estacional (Enero – Abril 2017).

## 4. Modelo



Se utiliza la versión 148b\_Yasira de SimSEE.

Fecha de optimización: 14/01/2017 – 31/12/2020

Fecha de la simulación: 14/01/2017 – 31/12/2017 (semana 3 de 2017 a semana 52 de 2017)

Fecha de guarda de la simulación: 14/01/2017 – semana 3 de 2017

La cota mínima operativa de Central Terra se establece en 70m.

La cota inicial del lago Bonete se estima en 79.16 m.

Aportes al inicio, Bonete= 153 m<sup>3</sup>/s, Palmar= 0 m<sup>3</sup>/s, Salto=9700 m<sup>3</sup>/s.

Valor inicial del iN3.4: -0.25

Se usa el sintetizador de aportes CEGH “SintetizadorCEGH\_BPS\_iN34\_cmoBR”, que incorpora una señal para el fenómeno ENSO y una serie de costos marginales de Brasil a los efectos de modelar el intercambio con ese país. Se usan dos variables de estado hidrológico, una para el río Negro y otra para el río Uruguay.

El costo “variable combustible” se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 52 USD/Barril e indexado al precio de petróleo (índice “iPetroleo” en SimSEE) que se genera dentro de las Salas como el producto entre una Fuente del tipo Constante que da la tendencia (la proyección del valor esperado) y una Fuente del tipo Sintetizador CEGH que da la volatilidad (variación en torno a la tendencia).

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas.

## 5. Anexo I: Calibración del modelado estocástico CEGH del índice de precio de Petróleo.

El presente documento describe el modelado estocástico del índice de precios del petróleo utilizado en SimSEE en la Reprogramación de la Programación Estacional Noviembre – Abril 2017, efectuada en Enero 2017.

En SimSEE se llama Fuente a una entidad que actúa de fuente de valores que pueden ser utilizados por los demás modelos durante la optimización/simulación.

En las Salas SimSEE utilizadas para la REPES\_Nov\_Abr2017, todos los costos variables de las centrales térmicas están separados en “variable combustible” y “variable no combustible”. El costo “variable combustible” se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 52 USD/Barril e indexado por un índice de precio de petróleo “iPetroleo” que se genera dentro de las Salas como el producto entre una Fuente del tipo Constante que genera la tendencia (la proyección del valor esperado) y una Fuente del tipo Sintetizador CEGH que da la volatilidad (variación entorno de la tendencia).

### 5.1. Descripción general de la Fuente CEGH.

Las Fuentes del tipo Sintetizador CEGH (Correlación en Espacio Gaussiano con Histograma) permiten modelar procesos estocásticos identificando, en base a la serie histórica de datos los parámetros del modelo. Por construcción el modelo logra sintetizar series con igual dependencia temporal con su pasado (mantiene la memoria del proceso) y con igual histograma de amplitudes que la serie histórica. Los parámetros que definen el sintetizador son un conjunto de funciones no lineales invertibles que mapean en forma unívoca el espacio real con un espacio gaussiano. Estas funciones son las llamadas Deformadores. En el espacio gaussiano se identifica un sistema lineal (Para mayor información sobre la fuente CEGH se recomienda leer: “Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariados.”

[http://www.adme.com.uy/simsee/biblioteca/cegh\\_fundamentos.pdf](http://www.adme.com.uy/simsee/biblioteca/cegh_fundamentos.pdf)

### 5.2. Datos históricos de Fuente CEGH de volatilidad petróleo.

Para la construcción de la Fuente CEGH de volatilidad del precio de petróleo, se contó con información de una serie de 268 semanas (5 años aproximadamente) de datos históricos del precio de barril de petróleo de paso semanal a partir del 1º de enero de 2005. Es de destacar que el año 2008, con alta volatilidad del precio del petróleo, se encuentra comprendido dentro de estos datos. El procedimiento de calibración del CEGH consiste en primero quitar la tendencia y luego identificar el modelo CEGH de la variabilidad sobre la serie sin tendencia.

En función de estos datos se armaron las funciones deformantes para transformar al mundo gaussiano dicha serie de datos. Se identificó un filtro lineal de orden 1 resultandos los siguientes parámetros:  $A = 0.966$  y  $B = 0.261$  donde por construcción del modelo CEGH se debe cumplir:  $A^2 + B^2 = 1$

### 5.3. Ajuste del CEGH de volatilidad del petróleo.

Se ajustó el modelado del precio del Petróleo (fuente CEGH y tendencia) de acuerdo a la proyección de la EIA (Short-Term Energy Outlook, January 2017) que se encuentra en la Fig.6.

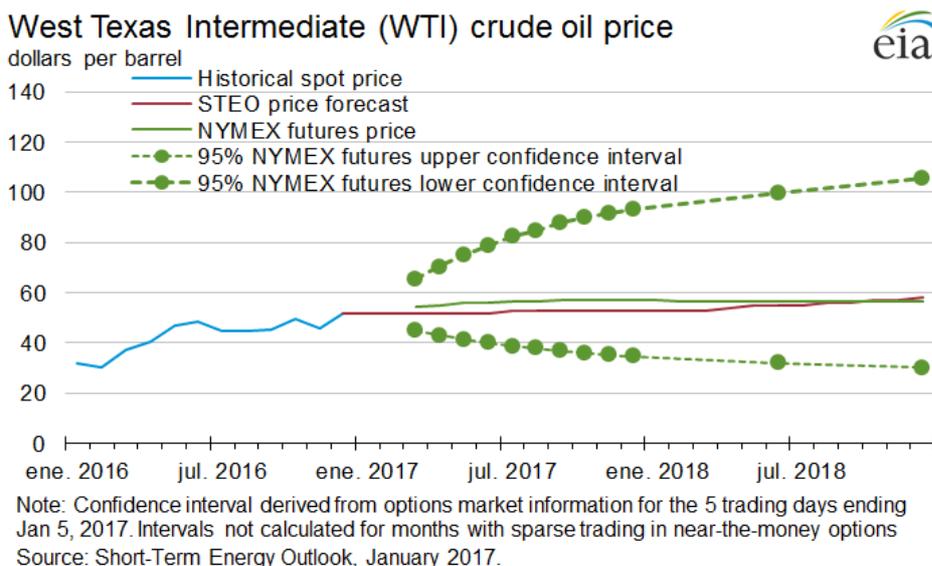


Fig. 6: Pronóstico EIA (Intervalo de confianza 95 %).

Para realizar la calibración se ajustaron los parámetros del sistema lineal para reflejar la volatilidad implícita del proceso estocástico que impone la apertura del cono de confianza 95% mostrado en trazo verde punteado en la Fig.6.

Como resultado de la calibración, los nuevos valores del filtro lineal son:  $A=0.993$  y  $B = 0.118$ . En la Fig.7 se muestra los resultados obtenidos en una simulación con 1000 crónicas del modelo del petróleo resultante del ajuste logrado en la calibración del CEGH y la tendencia junto con proyecciones de la EIA del cono de confianza 95%.



Se creó el archivo CEGH\_volatilidad\_petroleo\_ENE\_2017.txt con los nuevos parámetros para su uso en las Salas SimSEE relacionadas con la Reprogramación de Enero 2017.

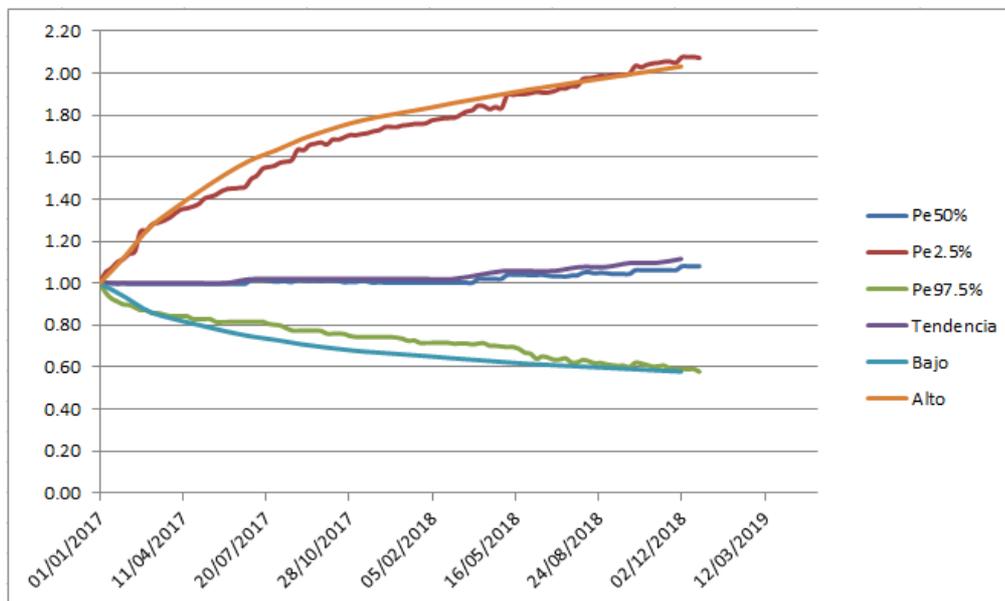


Fig. 7: Comparación resultados obtenidos vs pronóstico EIA.



## Índice de contenido

1. Resumen Ejecutivo.....	1
2. Entrada en servicio del Ciclo Combinado.....	2
3. Principales resultados.....	2
3.1. Cota del lago de Rincón de Bonete.....	2
3.2. Costo Marginal.....	3
3.3. Despacho promedio.....	4
3.4. Probabilidad ocurrencia de cortes de energía (Falla 3+4)..	4
3.5. Costo Total.....	5
4. Modelo.....	6
5. Anexo I: Calibración del modelado estocástico CEGH del índice de precio de Petróleo.....	7
5.1. Descripción general de la Fuente CEGH.....	7
5.2. Datos históricos de Fuente CEGH de volatilidad petróleo..	8
5.3. Ajuste del CEGH de volatilidad del petróleo.....	8